



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 094 DE 2012

(24 AGO. 2012)

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 23, literal n), de la Ley 143 de 1994 estableció que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene dentro de sus funciones generales la de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

Según lo establecido en el artículo 73.22 de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG *“establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de esta ley”*.

Según el artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994 *“toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa”*.

El numeral 2.2.4 de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 061 de 1996, establece la implementación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia y señala la obligación de los Operadores de Red de habilitar hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia.

La Resolución CREG 080 de 1999 estableció las responsabilidades de los agentes en cuanto a su participación en la planeación, coordinación, supervisión y

[Firmas manuscritas]
301

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

control de la operación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, y definió los tiempos para la realización de maniobras en equipos del SIN que requieran la coordinación por parte del CND.

La misma resolución define como funciones de los Operadores de Red, OR, entre otras, las siguientes:

“Supervisar la operación de los activos de los STR’s y/o SDL’s que sean de su propiedad. Para efecto de la supervisión en el nivel de tensión IV, el OR deberá instalar los equipos requeridos si el CND estima que se requiere.”

“Supervisar la operación de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores o por generadores no despachados centralmente.”

“Controlar la ejecución de maniobras en los activos que sean de su propiedad y en los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente.”

La Resolución CREG 065 de 2000 modificó los procedimientos para la coordinación de mantenimientos del SIN y estableció la obligatoriedad de consignar el programa de mantenimientos de equipos de transporte al CND, para un período de 24 meses, de los cuales para los primeros seis (6) meses el reporte es de carácter obligatorio y para el resto del horizonte, dieciocho (18) meses, es opcional.

Mediante la Resolución CREG 097 de 2008 se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

El artículo 8 de la Resolución CREG 097 de 2008 establece lo siguiente:

“Artículo 8. Calidad del Servicio de Distribución. La calidad del servicio se determinará a partir de la información recolectada por el CND sobre la duración de las indisponibilidades de los activos de cada STR. La remuneración que reciben los OR, responsables de tales activos, se disminuirá cuando se incumplan las metas y las exigencias señaladas en el CAPÍTULO 11 del Anexo General de la presente Resolución.

Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evaluará trimestralmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos Niveles de Tensión, comparándola con la calidad media de referencia del OR. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado, el OR podrá obtener un aumento o disminución de sus Cargos por Uso y deberá compensar a sus usuarios “peor servidos”, con base en la metodología descrita en el CAPÍTULO 11 del Anexo General de la presente Resolución.”

En el numeral 11.1.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 se señala:

(...) “para Activos nuevos, las estadísticas de indicadores de Indisponibilidad se registrarán a partir del momento en el cual el activo correspondiente entra en operación comercial, previo cumplimiento de la normatividad vigente y la autorización del CND.



Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta de Reglamento para el reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata este numeral, a más tardar dentro de los tres meses siguientes a la vigencia de la presente Resolución”

(...)

“los OR deberán informar al CND la ocurrencia de cualquier Evento, dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la Finalización de la Ejecución de Maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes”.

Por su parte, en el numeral 11.1.8.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 se señala que *“en la resolución de la CREG que adopte el reglamento para el registro de eventos se establecerá el procedimiento que utilizará el CND para el cálculo de la Energía No Suministrada.”*

Mediante comunicación de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., radicada en la CREG con el número E-2009-000007, el CND remitió el *“Reglamento para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de maniobras y eventos en los activos de conexión al STN y en los activos de uso del STR”*. Posteriormente, mediante comunicaciones con radicados CREG E-2009-002766 y E-2009-005471, XM presentó nuevas versiones del reglamento y, mediante la comunicación con radicación CREG E-2009-004981, XM presentó la *“Propuesta de procedimiento para la estimación de la energía no suministrada (ENS)”*.

Mediante la Resolución CREG 160 de 2010, conforme a las disposiciones del Decreto 2696 de 2004, se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general en el que se pretendía adoptar el reglamento para el reporte de Maniobras y Eventos en los Sistemas de Transmisión Regional y fijar otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio.

El día 25 de enero de 2011 se presentó, ante las empresas de servicios públicos y terceros interesados, la propuesta del Reglamento para el reporte de Maniobras y Eventos en el STR y del procedimiento de cálculo de la Energía No Suministrada, ENS ya mencionado.

Sobre la propuesta publicada en la Resolución CREG 160 de 2010 se recibieron comentarios de las siguientes entidades con las comunicaciones radicadas en la CREG así: Asocodis E-2011-000877, Electricaribe E-2011-000886, Compañía Energética de Occidente E-2011-000859, Codensa E-2011-000879, Empresa de Energía de Cundinamarca E-2011-000863, Empresas Públicas de Medellín E-2011-000876, Empresa de Energía del Pacífico E-2011-000885, Interconexión Eléctrica E-2011-000865, Central Hidroeléctrica de Caldas E-2011-000771, Transelca E-2011-000878, XM E-2011-00966, Consejo Nacional de Operación E-2011-000926 y E-2011-005925 y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios E-2011-007457.

Los comentarios recibidos en la CREG fueron considerados para la expedición de la presente resolución y su respectivo análisis se presenta en el documento CREG 052 de 2012.

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

El Consejo Nacional de Operación, CNO, expidió el Acuerdo N° 547 del 4 de agosto de 2011, *"Por el cual se aprueban las Causas Detalladas para el Reporte de Maniobras, Eventos y Cambios de Operatividad de activos del Sistema de Transmisión Regional – STR"*.

A partir del análisis realizado por la CREG y de los comentarios recibidos se identificó la necesidad de hacer una aclaración al numeral 11.1.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, debido a que no se presentó la diferenciación de las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad para barrajes que tienen instaladas bahías de maniobra.

Es necesario hacer una precisión sobre la forma de estimar la capacidad disponible de los activos durante una indisponibilidad, para ser considerada en el cálculo de las horas de indisponibilidad de que trata el numeral 11.1.4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008.

Se identificó la necesidad de hacer una aclaración al listado de indisponibilidades excluidas de que trata el numeral 11.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, con el fin de precisar la forma como se consideran algunas de estas indisponibilidades en el cálculo de las compensaciones.

Se requiere hacer una aclaración al numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, debido a que se considera conveniente valorar la Energía No Suministrada del STR de la misma manera como se valora en el SDL.

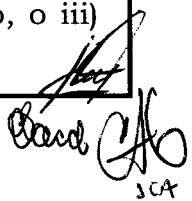
En cumplimiento de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y en el artículo 5 del Decreto 2897 de 2010, se respondió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio encontrando que todas las respuestas fueron negativas, dado que las disposiciones contenidas en esta resolución no tienen incidencia sobre la libre competencia en los mercados y no se requiere informar a esa superintendencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 532 de agosto 24 de 2012, aprobó el reglamento para el reporte de Eventos, el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada y otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

RESUELVE:

Artículo 1. Ámbito de aplicación. Lo dispuesto en esta resolución se aplicará a los agentes que realizan la actividad de distribución en los Sistemas de Transmisión Regional, STR, y a todos aquellos agentes responsables de la información necesaria para la aplicación del esquema de calidad del servicio, establecido en el numeral 11.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 o las que la modifiquen o sustituyan.

Los activos del STR sobre los que aplica el esquema de calidad del servicio son los que: i) hacen parte del Inventario Reconocido a cada Operador de Red, OR, ii) están en operación comercial y podrán hacer parte de este inventario, o iii) son construidos como resultado de procesos de libre competencia.



Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

Artículo 2. Reporte de Eventos. Los OR deberán reportar los Eventos en los STR de acuerdo con el reglamento previsto en el anexo general de esta resolución.

Artículo 3. Cálculo de Energía No Suministrada en el STR. El cálculo de la Energía No Suministrada, ENS, se realizará de conformidad con el procedimiento establecido en el anexo general de esta resolución.

Para el cálculo de la ENS serán utilizados los pronósticos de demanda de cada uno de los mercados de comercialización del Sistema Interconectado Nacional y las demandas entregadas en éstos; para lo cual se deberá elaborar un pronóstico de demanda para cada mercado de comercialización.

Artículo 4. Base de datos para el reporte de Eventos. La información de Eventos deberá mantenerse actualizada en la base de datos creada por el CND para su reporte. Esta información será utilizada, entre otros, para calcular las variables relacionadas con la calidad del servicio, las compensaciones, las remuneraciones de los activos y también será insumo para la determinación de la ENS.

El CND deberá mantener almacenada la información de Eventos, en medio digital o de última tecnología, por un periodo no inferior a cinco años. Esta información deberá estar disponible para consulta de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, o la CREG.

Artículo 5. Ajuste del programa de mantenimiento. Durante los primeros 15 días calendario de vigencia de la presente resolución, si así lo consideran necesario como consecuencia de lo aquí dispuesto, los OR tendrán la opción de ajustar su programa de mantenimiento, cumpliendo con las condiciones establecidas en el Código de Operación que hace parte del Código de Redes, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

Artículo 6. Activos que entran en operación comercial. A partir de la fecha de entrada en operación comercial de activos del STR y hasta que se inicie su remuneración al respectivo agente a través de cargos por uso, este agente será el responsable por la ocurrencia de Eventos en estos activos que ocasionen ENS.

En consecuencia, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos se deberán reportar los Eventos en la forma dispuesta en la presente resolución. Cuando se presente ENS, se estimará su magnitud en la forma descrita en el numeral 3.4 del anexo general de la presente resolución y si el porcentaje que representa, para alguno de los mercados de comercialización afectados, resulta superior al 2% se enviará el respectivo informe a la SSPD.

Con el valor de ENS determinado por la SSPD se calculará el valor a compensar, utilizando la forma de cálculo de la compensación por ENS del aparte 3 del numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, el cual será descontado de la remuneración que reciba el agente a través de cargos por uso por estos activos, hasta que se haya cubierto el valor total de esta compensación.

[Handwritten signature]
Banco *[Handwritten signature]*
SCA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

El LAC incluirá esta compensación dentro del cálculo de la variable $CANO_{m,u}$ aplicada para el mes m siguiente al mes en que quede en firme el acto administrativo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de acuerdo con lo previsto en el numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008.

Parágrafo. En todo caso, cuando los activos estén incluidos en la remuneración del STR a través de cargos por uso, el agente que recibe la remuneración será responsable por el cumplimiento de todos los indicadores de calidad establecidos en el numeral 11.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008. Para el cálculo de las Horas de Indisponibilidad del activo, sólo se tendrán en cuenta las reportadas desde el primer mes de remuneración.

Artículo 7. Aclaración de las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad. Se aclara que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, MHAI, de los barrajes que cuentan con bahías de maniobra son diferentes de las MHAI de los que no cuentan con estas bahías. Por lo tanto, el numeral 11.1.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 quedará así:

“11.1.2 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad

Los siguientes Grupos de Activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR, no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, MHAI, señalado en la tabla:

Grupos de Activos	MHAI
<i>Conexión del OR al STN</i>	<i>51</i>
<i>Equipos de Compensación</i>	<i>31</i>
<i>Línea Nivel de Tensión 4</i>	<i>38</i>
<i>Barraje:</i>	
<i>- Sin Bahías de Maniobra</i>	<i>15</i>
<i>- Con Bahías de Maniobra</i>	<i>30</i>

Para los Grupos de Activos “Conexión del OR al STN”, “Equipos de Compensación” y “Línea Nivel de Tensión 4” se consideran incluidas las respectivas bahías. Para el Grupo de Activos “Barraje” se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para barrajes que no cuentan con éstas.

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del Grupo de Activos.

Para comparar la suma de las horas de indisponibilidad de los activos que conforman un Grupo de Activos respecto a las MHAI, no se tendrán en cuenta las horas de indisponibilidad causadas a cada uno de los activos por los demás activos que conforman su Grupo de Activos.”

[Firma]
[Firma]
[Firma]

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

Artículo 8. Aclaración de las Indisponibilidades Excluidas. Cuando se presenten Eventos ocasionados por las indisponibilidades excluidas contenidas en el listado del numeral 11.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, no se calcularán las horas de indisponibilidad, $HID_{m,u}$, del activo ni la variable $CANO_{m,u}$, definidas respectivamente en los numerales 11.1.8.1 y 11.1.8.2 del citado anexo.

Sin embargo, cuando los anteriores Eventos ocurran en el mismo periodo horario con Eventos ocasionados por indisponibilidades no excluidas y se determine que hubo ENS, se deberá seguir el procedimiento descrito en el numeral 3.4.2 del anexo general de esta resolución.

No se considerarán como indisponibilidades excluidas las originadas por la operación de esquemas suplementarios de protección instalados para evitar que se presente sobrecarga en circuitos o transformadores remunerados en el Nivel de Tensión 4.

Cuando se presenten Eventos ocasionados por la actuación de estos esquemas, deberán asignarse a los activos que originaron su instalación y que están siendo remunerados a los OR encargados de la expansión de esa red, sin importar que los activos desconectados por la actuación del esquema pertenezcan a niveles de tensión diferentes al 4. En este caso se deberá reportar una indisponibilidad con una duración igual al mayor de los tiempos de interrupción de cualquiera de los activos que fueron desconectados.

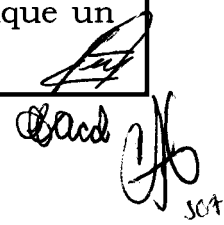
Para efectos de considerar como excluidas las indisponibilidades causadas por la operación de los demás esquemas suplementarios, se entiende que se encuentran contenidas dentro del aparte ii del numeral 11.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 y que para la instalación de estos esquemas se dio cumplimiento a lo previsto en la regulación.

El CND publicará en su página web, antes del inicio de aplicación de esta resolución, una lista con los esquemas suplementarios existentes en el SIN, identificando los activos que operarían por la actuación del mismo. En la lista deberán precisarse los esquemas suplementarios instalados para evitar sobrecargas en circuitos o transformadores remunerados en el nivel de tensión 4 e identificarse estos activos.

Artículo 9. Aclaración del costo racionamiento. La definición de la variable CRO_q del numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, quedará así:

“ CRO_q : Costo incremental operativo de racionamiento de energía definido y calculado por la UPME, correspondiente al primer escalón, durante la hora q , que rija para el mes m en el que se aplique la variable $CANO_{m,u}$.”

Artículo 10. Fecha de inicio de aplicación. La metodología de calidad del servicio en los STR, prevista en el numeral 11.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, y lo establecido en esta resolución se aplicarán a partir del primero de enero de 2013, salvo los apartes donde se indique un plazo diferente.



Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

Artículo 11. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las normas que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

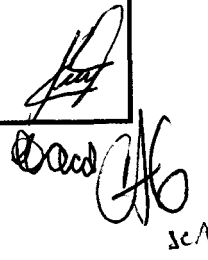
Dado en Bogotá, a los 24 AGO. 2012



MAURICIO CÁRDENAS SANTAMARÍA
Ministro de Minas y Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



scA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

ANEXO GENERAL

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES	10
1.1 Definiciones	10
1.2 Consideraciones especiales	11
1.2.1 Mantenimiento Mayor	11
1.2.2 Reglas adicionales para indisponibilidades excluidas	12
1.3 Zona Excluida de CANO	13
1.3.1 Identificación de Zonas Excluidas de CANO	13
1.3.2 Lista de Zonas Excluidas de CANO	13
CAPÍTULO 2. REGLAMENTO PARA EL REPORTE DE EVENTOS	15
2.1 Activos del STR a reportar	15
2.2 Procedimiento para el reporte de Eventos	15
2.3 Responsabilidad del reporte de información	16
2.4 Validación de la información	17
2.5 Supervisión de Activos del STR	17
2.6 Plazos	18
CAPÍTULO 3. CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	19
3.1 Demanda Entregada	19
3.2 Pronóstico de Demanda	19
3.3 Pronóstico Nuevo de Demanda	19
3.4 Cálculo de la ENS	20
3.4.1 Mercados afectados	21
3.4.2 Distribución de ENS por Eventos Simultáneos	22
3.5 Informe sobre ENS	23

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES

1.1 Definiciones

Para efectos de la aplicación de este anexo se tendrán en cuenta, además de las definiciones de otras resoluciones de la CREG, las siguientes:

Activo No Operativo: activo que estando disponible no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo diferente a los que conforman su Grupo de Activos, según lo previsto en el numeral 11.1.2 de la Resolución CREG 097 de 2008 o la que la complemente, modifique o sustituya.

El tiempo durante el cual un activo se reporte como Activo No Operativo no deberá considerarse en el cálculo de la variable $HID_{m,u}$ del numeral 11.1.4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, o la que la modifique o sustituya.

El tiempo durante el cual un activo se reporte como Activo No Operativo se considerará para el cálculo de la variable $CANO_{i,m,u}$, definida en el numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 o la que la modifique o sustituya, del activo del STR causante de la no operatividad, sólo cuando este último no pertenezca a una Zona Excluida de CANO y, además, haya superado las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas o haya ocasionado ENS.

Capacidad Disponible del Activo: para aplicación de la fórmula del numeral 11.1.4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, la capacidad disponible del activo es la parte de éste que queda en operación en caso de un Evento y se calcula teniendo en cuenta las siguientes condiciones para cada activo:

- a) bahías de interruptor y medio: la capacidad disponible de las bahías del diámetro se determina así: i) ante la indisponibilidad de uno de los interruptores diferentes al corte central del diámetro, la capacidad disponible de la bahía respectiva es el 33% de la capacidad nominal; ii) ante la indisponibilidad del corte central, la capacidad disponible de cada una de las dos bahías asociadas al diámetro es el 67% de la capacidad nominal; iii) ante la indisponibilidad del corte central y de uno de los interruptores del diámetro, la respectiva bahía se considera completamente indisponible, iv) ante la indisponibilidad simultánea de los dos interruptores diferentes al corte central, que forman parte de un mismo diámetro, se considera que las dos bahías asociadas a ese diámetro se encuentran completamente indisponibles,
- b) módulo de barraje: si la unidad constructiva queda parcialmente disponible se considera que la capacidad disponible es el 50% de la capacidad nominal,
- c) líneas, transformadores y unidades de compensación: la capacidad disponible es la capacidad real disponible del activo, medida en las mismas unidades de la capacidad nominal. Para los casos de líneas con

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

conexiones en T, la capacidad disponible de la línea equivale a la proporción que representa la longitud que queda en servicio frente a la longitud total de la línea, multiplicada por la capacidad nominal de la línea.

- d) Para los demás activos se considera que la capacidad disponible es el 0% o el 100% de la capacidad nominal, dependiendo de si el equipo está en falla o está en funcionamiento normal.

Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada.

Grupo de Activos: grupo conformado por activos cuyas funcionalidades se encuentran interrelacionadas entre sí. Los Grupos de Activos y los activos que los conforman se detallan en el numeral 2.1 de este anexo.

Inventario Reconocido: hace referencia a los activos incluidos en la base de activos con la cual le fue aprobado el Costo Anual por el Uso de los activos de Nivel de Tensión 4 a cada OR.

Supervisión: Adquisición, en forma directa o indirecta, de información de variables operativas del SIN y procesamiento de la misma, sin que esto implique Control Operativo de tales variables.

1.2 Consideraciones especiales

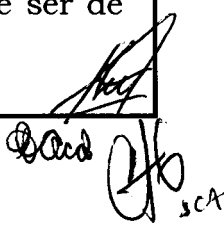
1.2.1 Mantenimiento Mayor

El Mantenimiento Mayor de un activo es el que se realiza por una vez cada seis años y requiere un tiempo mayor a las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad fijadas para el Grupo de Activos al que pertenece ese activo.

Los mantenimientos mayores deberán ser reportados en el Programa Semestral de Mantenimientos y ajustarse a los procedimientos aquí establecidos.

De acuerdo con lo señalado en el numeral 11.1.5.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, el tiempo máximo permitido para el Mantenimiento Mayor de un activo, durante el primer periodo de seis años que inició el 1 de enero de 2008, es de 96 horas. Se exceptúan los activos asociados a unidades constructivas, UC, tipo encapsuladas cuyo Mantenimiento Mayor se realizará una vez cada 12 años, contados a partir del 1 de enero de 2008 y con un tiempo máximo reconocido de 192 horas. La cantidad de horas que sobrepase las definidas para el mantenimiento mayor no se considerará indisponibilidad excluida.

El número permitido de horas se puede distribuir a solicitud del OR. La distribución debe hacerse de tal forma que, desde el día de inicio hasta el último día del mantenimiento, no se sobrepase un total de 30 días calendario. La duración mínima de indisponibilidad solicitada por esta causa debe ser de 32 horas.

 scA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

Para cada día de trabajo, la duración mínima de cada indisponibilidad solicitada deberá ser de ocho horas de trabajo; tratándose del último día de los programados para el Mantenimiento Mayor, esta duración puede ser menor. Sin embargo, si por las condiciones de seguridad del SIN se requiere la disminución de este número de horas para un día determinado, el CND lo podrá solicitar al operador del activo, ante lo cual este último evaluará y tomará la decisión de disminuir la duración o mantener la inicialmente programada. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad del operador del activo por la gestión del Mantenimiento Mayor.

Para el caso de un banco de transformadores, el tiempo máximo permitido por Mantenimiento Mayor puede dividirse de tal forma que el mantenimiento de cada unidad se pueda programar en fechas diferentes. En este caso, sólo una de las tres indisponibilidades solicitadas podrá ser inferior a 32 horas, y cada una de las tres puede ser inferior a las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad establecidas para el Grupo de Activos denominado Conexión del OR al STN.

1.2.2 Reglas adicionales para indisponibilidades excluidas

Con el fin de verificar el cumplimiento de lo previsto en la Resolución CREG 097 de 2008, y sin perjuicio de lo establecido en la normatividad vigente en cuanto a consignación de activos ni de lo señalado en el numeral 11.1.5. del anexo general de la citada resolución, se establecen los siguientes procedimientos:

- a) para las exclusiones contempladas en el aparte iv del numeral 11.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, la declaración oficial al CND a que hace referencia el aparte en mención deberá ser por escrito, anexando la información de los activos afectados y la manifestación de que cumplió con los demás puntos exigidos en el citado aparte,
- b) para las exclusiones contempladas en el aparte vii del numeral 11.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, el OR afectado deberá declarar oficialmente al CND, mediante comunicación escrita, la fecha de inicio de intervención de activos por la ejecución de obras por parte de entidades estatales o sobre las modificaciones a las instalaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial, detallando los activos afectados, el número de días calendario de la indisponibilidad y adjuntando las respectivas certificaciones de las entidades estatales o de los organismos correspondientes.

Si se presentan cambios en la duración prevista, el OR lo informará por escrito al CND y anexará la correspondiente certificación.

Las citadas comunicaciones deberán presentarse dentro del plazo que para tales fines determine el CND. En todo caso, el CND deberá contar con la información en forma oportuna para que el LAC calcule las compensaciones correspondientes al mes a facturar.

54A

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

1.3 Zona Excluida de CANO

Una zona del STR que cumpla con las condiciones establecidas en este numeral se denominará Zona Excluida de CANO y no habrá lugar al cálculo de compensaciones por ENS o por dejar No Operativos otros activos, ante Eventos ocasionados por los activos que la conforman.

1.3.1 Identificación de Zonas Excluidas de CANO

Una Zona Excluida de CANO es la zona del STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada sólo por un circuito o sólo por un transformador, de los que conforman el STR.

El OR identificará la Zona Excluida de CANO de acuerdo con lo señalado en el párrafo anterior y además deberá cumplir con lo siguiente:

- a) enviar al CND el diagrama unifilar de la Zona Excluida de CANO,
- b) enviar al CND copia de la comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que el OR entregó la información prevista en el aparte i del numeral 11.1.8.2.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 y que entregó, antes de la entrada en vigencia de esta resolución, la información requerida por la UPME para definir la viabilidad de las alternativas presentadas, de acuerdo con lo previsto en el aparte ii del mismo numeral, y
- c) identificar e informar al LAC los activos del STR que hacen parte de la zona.

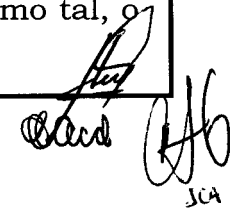
La anterior información deberá ser entregada por los OR durante los 30 días calendario siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

1.3.2 Lista de Zonas Excluidas de CANO

Para que una zona sea considerada como Zona Excluida de CANO, el CND verificará que cumple con la definición y los requisitos previstos en el numeral anterior. Antes de la fecha de inicio de aplicación de la presente resolución, el CND publicará en su página web la lista de Zonas Excluidas de CANO y el conjunto de activos del STR que hacen parte de cada una de ellas. Si varios OR identifican activos que dependen eléctricamente de un mismo activo, el CND los agrupará y conformará una sola Zona Excluida de CANO.

Una vez terminada la evaluación de las alternativas presentadas por los OR, la UPME enviará al CND copia de la comunicación donde indique para cada zona si existe una alternativa viable y su fecha de entrada en operación comercial.

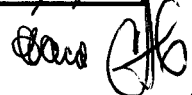
El CND actualizará la lista cuando identifique una nueva Zona Excluida de CANO que cumpla con los requisitos. También actualizará la lista cuando elimine una Zona Excluida de CANO por una de las siguientes causas: i) entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición que sirvió para que la Zona Excluida de CANO fuera identificada previamente como tal, o


JCA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

ii) el proyecto, definido como viable por la UPME, no entró en operación comercial en la fecha prevista por esta entidad.

La lista de Zonas Excluidas del STR será tomada en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir del primer día calendario del mes siguiente a cuando el CND la haya publicado en su página de Internet.



JCA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

CAPÍTULO 2. REGLAMENTO PARA EL REPORTE DE EVENTOS

Los reportes de los Eventos en los activos deberán ser ingresados por los agentes a la base de datos correspondiente dentro del plazo establecido en el numeral 2.6 del presente anexo. Esto, sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 097 de 2008 sobre la obligación de los OR de informar al CND la ocurrencia de cualquier evento, dentro de los 15 minutos siguientes a la ocurrencia del mismo y la finalización de la ejecución de maniobras dentro de los cinco minutos siguientes.

El CND indicará los casos en los que imparte instrucción directa para ejecutar maniobras en los activos del STR.

2.1 Activos del STR a reportar

Para los STR se deberán reportar los Eventos sobre los activos que conforman los siguientes Grupos de Activos:

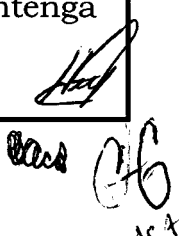
- a) conexión del OR al STN: constituido por el transformador que se conecta al STN, incluye todas las bahías de transformador que lo conectan al SIN. Además se consideran dentro de este grupo los transformadores que, aunque no se conectan al STN, por lo menos tienen dos devanados operando en el Nivel de Tensión 4, junto con las bahías de transformador en este mismo nivel,
- b) equipos de Compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías que lo conectan al STR,
- c) línea Nivel de Tensión 4: constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del STR (o más de dos subestaciones cuando hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STR. Si una línea esta conformada por más de un circuito, deberán reportarse por separado los Eventos de cada uno de los circuitos.
- d) barraje: constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con éstas.

Las compensaciones se calculan para los activos enunciados en el Artículo 1 de la presente resolución. Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre competencia, la clasificación de los activos deberá actualizarse cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las UC para remunerar la actividad de distribución.

2.2 Procedimiento para el reporte de Eventos

El CND, dentro de los 30 días calendario siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, publicará en su página web los formatos e instrucciones para el reporte de Eventos considerando que la información a reportar contenga como mínimo lo siguiente:

- a) activo sobre el cual se presenta el Evento,



Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

- b) fecha y hora de ocurrencia del Evento,
- c) duración del Evento, de acuerdo con lo establecido en el numeral 11.1.4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 y teniendo en cuenta los tiempos de ejecución de maniobras establecidos por la regulación y los procedimientos que el CNO defina para tal fin,
- d) la Capacidad Disponible del Activo durante el Evento,
- e) causa que origina el Evento, precisando si corresponde a alguna de las excluidas, según lo previsto en el numeral 11.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008,
- f) cuando el activo quede no operativo por causa de otro del STR, informar el activo causante y precisar si pertenece al mismo Grupo de Activos,
- g) señalar si el Evento obedece a la operación de un esquema suplementario, identificando el respectivo esquema,
- h) diferenciación entre Eventos programados y no programados,
- i) demanda no atendida identificada por el OR,
- j) número de consignación, cuando aplique,
- k) clasificación según las causas detalladas, acordadas y publicadas por el Consejo Nacional de Operación, CNO,
- l) descripción del Evento.

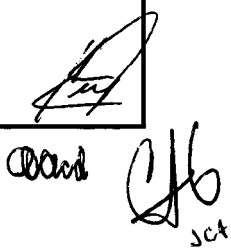
La anterior información deberá ser entregada en el plazo para el Ingreso de reporte de Eventos previsto en el numeral 2.6 de este anexo. En caso de ser necesario, la causa detallada podrá ser modificada dentro del plazo que establezca el CND, ya que corresponde a un dato informativo que no aplica para el cálculo de las compensaciones ni de los indicadores de calidad establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008.

El CNO elaborará, actualizará y publicará la lista de causas detalladas, la cual se aplicará a partir del primer día calendario del mes siguiente a su publicación.

Una vez elaborados los formatos e instrucciones para el reporte de Eventos y cuando se requiera modificarlos, el CND deberá enviarlos para conocimiento de la CREG.

2.3 Responsabilidad del reporte de información

Cuando el OR no opere los activos directamente, la información será reportada por quien los opera, y en el respectivo contrato de operación podrán precisarse los mecanismos para que el OR conozca la información reportada al CND. En todo caso, el responsable de la calidad y la oportunidad de la información reportada, a través del sistema dispuesto por el CND para este fin, es el OR a quien se le están remunerando los activos.


JCA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

2.4 Validación de la información

El CND confrontará la información de Eventos que se ingresa a la base de datos con la información que le haya sido reportada por los operadores de los activos, así como con la información disponible en los registros de señales digitales y análogas ante la ocurrencia de Eventos, los registros de las lecturas de energía y potencia en tiempo real para las barras de las subestaciones del STR, los registros de consignaciones y el reporte de fallas en transformadores de medida, entre otros. El CND definirá las fuentes que utilizará y la información que verificará.

En el proceso de validación, si el CND encuentra que la indisponibilidad de un activo dejó como Activo No Operativo a otros diferentes a los que conforman su Grupo de Activos, ingresará los reportes correspondientes sobre estos activos e informará al agente causante de la no operatividad.

Después de finalizado el proceso de validación, en el sistema de consulta que habilite el CND, los agentes podrán revisar la información validada y el listado de las inconsistencias encontradas. En caso de ser necesario, el agente podrá solicitar ajustes a la información publicada y el CND responderá a los agentes las solicitudes presentadas, de acuerdo con los procedimientos que establezca para tal fin.

La información validada por el CND y, de ser el caso, ajustada según los comentarios de los agentes, será la que deberá quedar registrada en la base de datos de reporte de Eventos de que trata el Artículo 4 de la presente resolución.

2.5 Supervisión de Activos del STR

Los OR que al momento del inicio de la vigencia de esta resolución no posean Supervisión en tiempo real de los activos del STR a reportar, un sistema de secuencia de eventos, SOE, un enlace de comunicación y el protocolo acordado previamente con el CND entregarán un cronograma a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, y a la CREG, dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, informando las acciones a ser realizadas y definiendo la fecha en la cual los tendrán disponibles para transmitir la información requerida.

No obstante, el plazo máximo para que todos los OR cuenten con la disponibilidad de los equipos y sistemas mencionados es de 12 meses, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta resolución.

Mientras no se cuente con la Supervisión mencionada o ante falla de ésta, los OR informarán al CND todo lo relacionado con los Eventos ocurridos en su sistema con la mejor información disponible y que pueda ser eventualmente auditada.

Las características mínimas de la información a suministrar en tiempo real y de los sistemas de comunicaciones serán definidas por el CND.



Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

Con la frecuencia que el CND determine, el OR deberá permitirle acceder a la información registrada en su sistema de Supervisión, con el fin de obtener las mediciones de potencia en los barrajes de Nivel de Tensión 4 o, en el caso en el que el OR no tenga este nivel en su sistema, en los puntos de conexión con los sistemas de otros OR.

2.6 Plazos

Para realizar los procedimientos descritos en el presente anexo, se tendrán en cuenta los siguientes plazos, cada uno contado a partir de las 24:00 horas del día de operación:

Actividad	Responsable	Plazo (h)
Ingreso de reporte de Eventos	Agente	12
Validación y publicación de listado de inconsistencias	CND	36
Solicitud de modificación de información	Agente	60
Respuesta a solicitudes de modificación	CND	72

El CND precisará, en su página web, mayores plazos para el "Ingreso de reporte de Eventos" de aquellos ocasionados por catástrofes naturales o por actos de terrorismo y para los que causen desatención de la demanda de energía cuya magnitud sea superior al 10% de la demanda del SIN.

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

CAPÍTULO 3. CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.1.8.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, el procedimiento que deberá seguir el CND para la estimación de la Energía No Suministrada, ENS, y del Porcentaje de Energía No Suministrada, PENS, por eventos ocurridos en los STR, será el definido en este anexo.

No se calculará ninguno de los anteriores parámetros y por lo tanto no habrá lugar a compensación por ENS para eventos diferentes a los no programados, ni para los activos que hacen parte de Zonas Excluidas de CANO, siempre y cuando se encuentren en la lista de Zonas Excluidas publicada por el CND de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.3.2 de este anexo.

3.1 Demanda Entregada

La Demanda Entregada de cada mercado de comercialización será estimada, por el CND, como la suma de las demandas de todos los comercializadores, entregadas en ese mercado. Los datos de energía de cada periodo horario deben estar referidos al STN, sin considerar pérdidas en este sistema, ni las demandas de los usuarios conectados directamente a él.

3.2 Pronóstico de Demanda

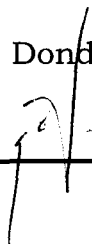
La referencia para determinar el Pronóstico de Demanda en cada uno de los mercados de comercialización del SIN, independiente del nivel de tensión en el que operen, será la información de predicción horaria de la demanda de energía utilizada para establecer el Despacho Económico de cada día. Por lo tanto, cada mercado de comercialización deberá tener un pronóstico horario individual, sin considerar la demanda relacionada con los usuarios conectados directamente al STN.

3.3 Pronóstico Nuevo de Demanda

Para el periodo horario asociado con un Evento y para el siguiente periodo horario, en caso de que subsista el Evento, el CND calculará un Pronóstico Nuevo de Demanda, ajustado a partir de la Demanda Entregada y el Pronóstico de Demanda, para cada uno de los mercados de comercialización afectados, sin considerar pérdidas en el STN ni las demandas de los usuarios conectados directamente a este sistema. La fórmula de cálculo del Pronóstico Nuevo de Demanda es la siguiente:

$$PRN_{j,h} = PR_{j,h} * \frac{DE_{j,a}}{PR_{j,a}}$$

Donde:



Handwritten initials and signature: "Cand" and "JG" with "JCA" below.

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

- $PRN_{j,h}$: Pronóstico Nuevo de Demanda para el periodo horario h del mercado servido por el OR j
- $PR_{j,h}$: Pronóstico de demanda utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario h del mercado servido por el OR j
- $PR_{j,a}$: Pronóstico de demanda utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario a del mercado servido por el OR j
- $DE_{j,a}$: Demanda Entregada en el periodo horario a en el mercado servido por el OR j
- h : Periodo horario en el que se presenta el Evento y el periodo horario siguiente, en caso de que subsista el Evento
- a : Último periodo horario completo, anterior a la presentación del Evento en análisis, para el cual no se tenía efecto en la demanda atendida causado por otros Eventos en el STR

3.4 Cálculo de la ENS

Dentro de los dos días calendario siguientes al plazo para la respuesta a solicitudes de modificación, establecido en el numeral 2.6 del presente anexo, para cada periodo horario que tenga asociado uno o más Eventos no programados ocasionados por activos del STR, y para cada mercado afectado, el CND estimará la ENS y el PENS. En todo caso, el CND deberá suministrar al LAC la información requerida para el cálculo de las compensaciones, correspondientes al mes a facturar, con anterioridad a la fecha en que se elabora la facturación mensual de los cargos por uso del STR.

La ENS para cada mercado afectado y para cada periodo horario, $ENSMH_{j,h}$, será la diferencia entre el Pronóstico Nuevo de Demanda, calculado de acuerdo con la fórmula del numeral 3.3 de este anexo, y la Demanda Entregada:

$$ENSMH_{j,h} = PRN_{j,h} - DE_{j,h}$$

El PENS para cada mercado de comercialización y para cada periodo horario, $PENS_{j,h}$, se calcula así:

$$PENS_{j,h} = \frac{ENSMH_{j,h}}{PRN_{j,h}}$$

Cuando $PENS_{j,h}$ sea igual o inferior a 2% la correspondiente $ENSMH_{j,h}$ será igual a cero.

Cuando $PENS_{j,h}$ sea superior al 2% la ENS a considerar para cada mercado de comercialización afectado, $ENSM_j$, será el valor máximo entre el resultado obtenido para el periodo horario en el que ocurrió el Evento ($h=1e$) y el del periodo horario siguiente ($h=2e$) en el caso de que subsista el Evento:

$$ENSM_j = \text{máximo}(0, ENSMH_{j,1e}, ENSMH_{j,2e})$$

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
JCH

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

Así, la ENS causada, ENS_q , será la sumatoria de las energías no suministradas en cada mercado de comercialización afectado, así:

$$ENS_q = \sum_{j=1}^{NM} ENSM_j$$

Este último resultado se utilizará en las fórmulas del numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 y la variable $PENS_q$ del mismo numeral tomará el valor del mayor $PENS_{j,h}$ encontrado.

Las variables utilizadas en las fórmulas de este numeral tienen las siguientes definiciones:

- $ENSMH_{j,h}$: Energía No Suministrada en el mercado servido por el OR j , en el periodo horario h
- $PRN_{j,h}$: Pronóstico Nuevo de Demanda en el mercado servido por el OR j , en el periodo horario h
- $DE_{j,h}$: Demanda Entregada en el mercado servido por el OR j , en el periodo horario h
- $PENS_{j,h}$: Porcentaje de Energía No Suministrada en el mercado servido por el OR j , en el periodo horario h
- $ENSM_j$: Energía No Suministrada en el mercado servido por el OR j
- ENS_q : Energía No Suministrada por causa de la indisponibilidad
- NM : Número de mercados afectados

Cuando en un mismo activo y en un mismo periodo horario se presentan dos o más Eventos, la ENS se calcula con las fórmulas previstas en este numeral, sin hacer desagregación de cada uno de los eventos ocurridos.

Cuando en el mismo periodo horario se presenten sendos Eventos independientes en más de un activo se aplicará lo previsto en el numeral 3.4.2 del presente anexo.

3.4.1 Mercados afectados

Para la identificación de los mercados afectados por el Evento de un activo, el CND deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a) identificar los mercados de comercialización que pudieron ser afectados por el Evento. Estos son:
 - i. el o los mercados de comercialización donde está ubicado el activo que ocasionó el Evento,

[Handwritten signature]
JCA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

- ii. los mercados de comercialización conectados directamente, mediante redes de Nivel de Tensión 4 o inferior, con los mercados identificados en el aparte *i* de este literal y
 - iii. los mercados de comercialización cuya única fuente de alimentación es uno de los mercados identificados en el aparte *ii* de este literal;
- b) para cada uno de los mercados identificados en el literal anterior, estimar los $PENS_{j,h}$ utilizando la metodología establecida en esta resolución. Los mercados en los que algún $PENS_{j,h}$ supere el 2% se considerarán mercados afectados.

No obstante, cuando la evidencia de lo ocurrido en el SIN sugiera que existen otros mercados perjudicados, el CND podrá incluirlos dentro de los mercados afectados por el Evento, incluso cuando los mercados de comercialización pertenezcan a diferentes STR.

3.4.2 Distribución de ENS por Eventos Simultáneos

Se considerarán Eventos simultáneos aquellos para los cuales en un mismo periodo horario se presenten Eventos independientes sobre dos o más activos, existan mercados afectados en común y alguno de los $PENS_{j,h}$ de éstos superen el 2%. En estos casos se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) se determinarán los conjuntos de mercados afectados por cada Evento de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4.1 de este anexo;
- b) si no existen mercados afectados en común, se determinará la ENS_q y el $PENS_q$, según el procedimiento descrito en el numeral 3.4 del presente anexo, en forma independiente para cada uno de los Eventos;
- c) si, por el contrario, existe en común uno o más mercados afectados, antes de calcular la variable ENS_q , definida en el numeral 3.4 del presente anexo, se aplicará lo dispuesto a continuación con el fin de distribuir la ENS de cada uno de los mercados afectados en común.

Para determinar la distribución de la ENS en los mercados afectados en común, el CND calculará el porcentaje de participación de cada uno de los Eventos simultáneos en cada uno de esos mercados con la siguiente fórmula:

$$PP_{j,i} = \frac{D_{j,i} * H_i}{\sum_{i=1}^{NS} (D_{j,i} * H_i)}$$

$$ENS_i = \sum_{j=1}^{NMC_i} (ENSM_j * PP_{j,i}) + \sum_{j=1}^{NMNC_i} ENSM_j$$

Donde:

$PP_{j,i}$: porcentaje de participación en el mercado *j* del Evento *i*,

[Firma]

[Firma]
JCA

Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

- D_{ji} : disminución en la magnitud de la potencia activa entregada en el mercado j , con base en las lecturas de potencia en el instante anterior y en el instante posterior a la ocurrencia del Evento i ,
- H_i : duración de la indisponibilidad causada por el Evento i , expresada en horas, considerando únicamente los dos primeros periodos horarios,
- ENS_i : energía no suministrada ocasionada por el Evento i ,
- $ENSM_j$: energía no suministrada en el mercado servido por el OR j ,
- NS : número de Eventos simultáneos,
- NMC_i : número de mercados afectados en común, por el Evento i y por otros Eventos
- $NMNC_i$: número de mercados afectados sólo por el Evento i .

La ENS_i obtenida para cada Evento será la correspondiente ENS_q a utilizar en las fórmulas del numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, para calcular la compensación del activo que ocasionó el Evento i .

Si no es posible hacer esta distribución, la $ENSM_j$ de cada mercado se asignará en partes iguales a cada uno de los Eventos, y se deberá incluir la respectiva justificación en el informe de que trata el numeral 3.5 del presente anexo.

Cuando uno de los Eventos sea ocasionado por una indisponibilidad excluida, la ENS_i correspondiente calculada con el procedimiento aquí descrito será igual a cero. En este caso se deberá verificar que la suma de las restantes ENS_i superen el 2%, en caso contrario todas las ENS_i serán iguales a cero.

Se entiende que se supera el 2% cuando en alguno de los mercados de comercialización afectados, comunes o no, una vez descontada la ENS ocasionada por indisponibilidades excluidas, resulta una ENS superior al 2% del Pronóstico Nuevo de Demanda del periodo horario para el cual se seleccionó la máxima $ENSMH_{j,h}$.

3.5 Informe sobre ENS

De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.1.8.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, si la variable $PENS_q$, supera el 2%, el CND deberá enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, un informe donde se haga el análisis detallado del Evento ocurrido y contenga como mínimo lo siguiente:

- número y descripción de Eventos registrados y los activos causantes de los Eventos,
- valores y memoria de cálculo de todas las variables descritas en este capítulo,
- para los mercados de comercialización afectados, la curva de potencia activa del periodo horario del Evento, de los 12 periodos anteriores y de los 12 siguientes a la ocurrencia del mismo, y
- el informe final del Evento previsto en los acuerdos del CNO.

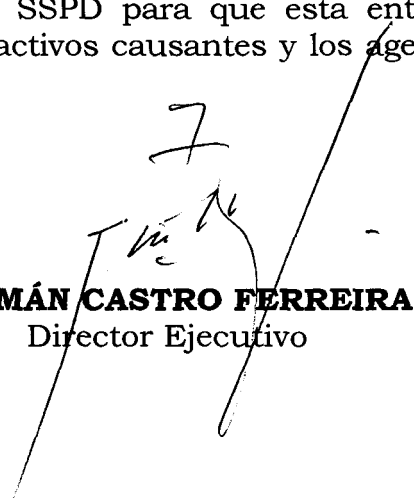
Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.

El informe será elaborado por el CND, teniendo en cuenta los plazos establecidos en los acuerdos del CNO para la presentación de los informes de análisis del Evento, y suministrado como herramienta a la SSPD para que esta entidad determine si se presentó ENS, su magnitud, los activos causantes y los agentes responsables.



MAURICIO CÁRDENAS SANTAMARÍA

Ministro de Minas y Energía
Presidente

7

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

